



# ENERGYWATCHGROUP

**Dr. Hartmut Fischer | Hans-Josef Fell**

„Strommarktdesign der Zukunft“ der  
Bundesregierung würde erneuerbare  
Stromerzeugung massiv bremsen und  
verteuern

Stellungnahme und Empfehlungen der Energy Watch Group

Berlin  
September 2024

## Überblick

Das Strommarktdesign ist entscheidend für zukünftige Strompreise, Entlastung des Bundeshaushalts und dafür, wie schnell Deutschlands Energieversorgung CO<sub>2</sub>-frei ist. Die Bundesregierung hat jetzt Eckpunkte für das „Strommarktdesign der Zukunft“ vorgelegt und die Energy Watch Group (EWG) nimmt dazu Stellung:

1. Die Eckpunkte sehen ein Ende der Förderung und Einspeisevergütung für erneuerbaren Strom weit vor dem Erreichen einer CO<sub>2</sub>-freien Stromversorgung vor. Dies würde Investoren in Wind- und PV-Anlagen, grüne Biogas- und Wasserstoffkraftwerke, Batterie- und andere Speicher erhebliche Risiken auferlegen und somit den Strompreis in Deutschland stark erhöhen sowie den EE-Ausbau stark bremsen.

Das anstatt Einspeisevergütung vorgesehene Instrument der „Investitionskostenförderung“ würde den Bundeshaushalt bei 50% Investitionszuschuss mit ca. 450 Mrd. € belasten und bei 75% Investitionszuschuss mit ca. 675 Mrd. €.

Zu erwarten ist, dass eine Umsetzung dieser Eckpunkte den Umbau des Stromsystems in eine teure und politisch lähmende Sackgasse führt.

2. Stattdessen sollte die etablierte und wirksame Beschaffung im Rahmen des EEG fortgesetzt werden, bis die CO<sub>2</sub>-freie Stromversorgung erreicht ist. Das Strommarktdesign sollte zudem so angepasst werden:
  - Bei künftigen Vergaben refinanziert sich die Einspeisevergütung aus dem Strompreis. Das entlastet den Bundeshaushalt und erfüllt EU-rechtliche Vorgaben. Es belastet Stromkunden nicht wie in früheren Jahren, da die Erzeugung von Wind- und PV-Strom mit ca. 6 cent/kWh sehr viel günstiger geworden ist.
  - Die mit der Einspeisevergütung erzielten günstigen und stabilen Strompreise von 6 cent/kWh für Wind und PV kommen den Stromkunden direkt zugute, anstatt wie heute in der Strombörse zu hochvolatilen Preisen umgewandelt zu werden.
  - Die Mengendeckel bei Vergaben aufheben, die bisher erhebliche Wind- und PV-Investitionen blockieren und so die Umsetzung einer CO<sub>2</sub>-freien Stromversorgung bremsen.
3. Die Eckpunkte der Bundesregierung sehen zudem sinnvollerweise vor:
  - eine technologieoffene Beschaffung steuerbarer Kapazitäten (inkl. auf Spitzenlast umgestellter Biogaskraftwerke).

- die Beschaffung steuerbarer Kapazitäten gesondert von der Beschaffung volatiler Stromerzeugung und zu anderen Konditionen.
- zeitlich gespreizte Stromtarife, um durch Verlagerung der Nachfrage günstigen Wind- und PV-Strom möglichst vollständig zu nutzen.
- räumlich gespreizte Netzentgelte, um netzdienliche Standorte für neue Stromerzeugung anzureizen und so die Kosten für den Netzausbau zu senken.

Mit diesen Empfehlungen ist eine 100% CO<sub>2</sub>-freie, zuverlässige Stromversorgung günstig und zügig erzielbar – im Sinne aller Stromkunden und der Klimaentlastung.

## Ausgangssituation

Der Ausbau an erneuerbarer Stromerzeugung im Rahmen des EEG mit gesetzlich garantierter fester Einspeisevergütung über 20 Jahre ist bisher ein klares Erfolgsmodell: die Ausbaumengen stiegen bereits in den 2000er Jahren stark. Die Kosten sind kontinuierlich und deutlich gefallen - bis jetzt Wind- und PV-Strom neben Wasserkraft die mit Abstand günstigsten Stromquellen geworden sind.

Problematische Elemente sind nachträglich eingefügt worden, wie z.B. die

- Vermarktung an der Strombörse, die zu starken Preisschwankungen für alle Erzeuger geführt hat, anstatt den kostengünstig beschafften Strom den Stromkunden direkt zugute kommen zu lassen.
- Mengendeckelung, die bis heute das Ausbautempo bremst<sup>1</sup>.
- Ausschreibungen, die deutliche Zugangshemmnisse für mittelständische Anbieter aufbauen, und somit ebenfalls das Ausbautempo bremsen.
- Finanzierung der EEG-Umlage, also die Übernahme der Differenz zwischen Vergütung und Marktpreis durch den Staatshaushalt, die angesichts fallender Strompreise zunehmend Löcher in den Bundeshaushalt reißt.

Die Finanzierung der EEG-Umlage ist eine staatliche Subvention erneuerbaren Stroms ohne Refinanzierung („claw-back“) durch die Teilnehmer des Strommarktes. EU-rechtlich ist das nur noch bis Ende 2026 zulässig. Die erneuerbare Stromerzeugung setzt sich zusammen aus:

- volatiler Wind- und PV-Stromerzeugung, die in den Langfristszenarien der Bundesregierung bis 2045 [auf ca. 1.000 TWh/a](#) wächst - das 5-fache der Erzeugung 2023. Dieser Strom wird „energy-only“ beschafft (Zahlung für kWh).

---

<sup>1</sup> Am 01.12.23 lagen z.B. 3,8 GW mehr an Geboten für PV-Freiflächenanlagen vor, als bezuschlagt wurden, d.h. in einer einzigen Ausschreibung wurden Investitionen von ca. 2,5 Mrd. € blockiert, die ca. 10% der Stromerzeugung aus Steinkohlekraftwerken oder 1,3 Mio. t CO<sub>2</sub>/a eingespart hätten.

- der Ergänzung dieser volatilen Erzeugung mit steuerbaren Kapazitäten zu einer zuverlässigen Stromversorgung.

Die Bundesregierung hat zur Finanzierung des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Stromerzeugung nun Eckpunkte und Optionen mit dem Titel „[Strommarktdesign der Zukunft](#)“ (im Weiteren: „Eckpunkte“) vorgelegt, die:

- auf den [Bericht der Plattform klimaneutrales Stromsystem \(PKNS\)](#) von August 2023 sowie auf Maßnahme 42 der im Juli 2024 vorgelegten „[Wachstumsinitiative](#)“ aufbauen.
- bzgl. Kapazitätsmechanismus im „[Überblick zur Ausgestaltung eines kombinierten Kapazitätsmarktes](#)“ weiter vertieft wurden.

Diese Stellungnahme ist entsprechend der Eckpunkte der Bundesregierung untergliedert in die Abschnitte zu:

- volatiler Stromerzeugung
- zeitlicher Verlagerung von Nachfrage und räumlicher Verlagerung von Erzeugung
- steuerbaren Kapazitäten für die verbleibende Residuallast

Jeder dieser Abschnitte greift Eckpunkte des „Strommarktdesigns der Zukunft“ auf, bewertet sie nach den Effekten auf Strompreis und den Ausbau erneuerbarer Energien (im Weiteren: EE) und nennt wirksamere oder ergänzende Handlungsempfehlungen.

## 1 Finanzierung des Ausbaus volatiler Stromerzeugung

Nach Abschnitt 3.1 „Ein Investitionsrahmen für erneuerbare Energien“ der Eckpunkte soll die „EE-Förderung“:

- zeitnah auf „Investitionskostenförderung“ umgestellt werden
- ganz enden mit der Kohleverstromung (2038 oder früher) bzw. „sobald der Strommarkt ausreichend flexibel ist und ausreichend Speicher zur Verfügung stehen“.

### **Begriffe „EE-Förderung“ und „Investitionskostenförderung“ sind zu klären**

Eindeutige Begriffe sind die Voraussetzung für eine zielführende Diskussion und Entscheidung zu den Eckpunkten. Dies ist bei diesen zentralen Begriffen nicht erfüllt:

- „EE-Förderung“ – Es ist unklar, ob damit die Mitfinanzierung erneuerbarer Energie aus dem Bundeshaushalt, die zuverlässige Einspeisevergütung über 20 Jahre (unabhängig davon, wer die Förderung finanziert) oder insgesamt förderliche

Rahmenbedingungen für den zügigen und kostengünstigen EE-Ausbau gemeint sind.

- „Investitionskostenförderung“ – Nach dem Gabler Wirtschaftslexikon umfasst „Investitionsförderung“ u.a. steuerliche Anreize (Sonderabschreibung, Investitionsfreibeträge), Investitionszulagen oder -zuschüsse, langlaufende und zinsgünstige Kredite sowie öffentliche Bürgschaften für Kredite. „Investitionskostenförderung“ wird als Begriff u.a. in der Förderung von medizinischen und sozialen Einrichtungen genutzt und liegt da inhaltlich nahe an Investitionszulagen. In den Eckpunkten grenzt die Bundesregierung zudem nicht gegen ähnliche Begriffe in den Eckpunkten selbst („Kapazitätzahlung“) bzw. im EEG („Flexibilitätszuschlag“) ab. Nicht zuletzt bleibt offen, wie diese Förderung finanziert werden soll (z.B. durch öffentliche Hand oder Stromkunden). Es ist unklar, was in den Eckpunkten der Bundesregierung, mit „Investitionskostenförderung“ gemeint ist.

Für die Zwecke dieser Stellungnahme wird angenommen, dass mit

- „EE-Förderung“ die zuverlässige Einspeisevergütung über 20 Jahre gemeint ist, die im Bieterwettbewerb ermittelt und über den Strompreis refinanziert wird.
- „Investitionskostenförderung“ öffentliche Investitionszuschüsse gemeint sind.
- „Kapazitätzahlung“ etwas dem Flexibilitätszuschlag im EEG entsprechendes gemeint ist (eine jährliche Zahlung für die Vorhaltung festgelegter Leistung (kW) und jährlicher Volllaststunden), das über den Strompreis refinanziert wird.

### **EE-Förderung darf nicht enden bevor ein CO<sub>2</sub>-freies Stromsystem erreicht ist.**

Ein Überdenken des Strommarktdesigns nach erreichter CO<sub>2</sub>-freier Energieversorgung ist sinnvoll. Nicht sinnvoll ist ein Beenden der „EE-Förderung“ (Einspeisevergütung):

- mitten in der Transformation (nach Ende der Kohleverstromung werden noch in erheblichem Umfang die fossilen Energieträger Erdgas, Heizöl, Benzin und Diesel, durch erneuerbaren Strom und grünen Wasserstoff zu ersetzen sein).
- bei „ausreichend“ flexiblem Strommarkt und Speichern (das sind notwendige aber keine hinreichenden Voraussetzungen für kostengünstigen Strom).

Ein Beenden der „EE-Förderung“ vor Erreichen einer CO<sub>2</sub>-freien Stromversorgung würde erhebliche Risiken für Investoren schaffen. Bis dahin werden für die Rentabilität relevante Faktoren noch erheblich in Bewegung und schwer prognostizierbar sein, wie z.B. die Entwicklung von Stromnachfrage und -angebot, der Erzeugungsmix, zeitvariable Tarife und Netzentgelte, die Preise an der Strombörse sowie Netzentgelte. Wenn Investoren diese Risiken tragen, werden sie Risikozuschläge erheben, die den Strompreis deutlich steigern, und eine Investitionszurückhaltung üben, die

den EE-Ausbau erheblich bremst<sup>2</sup>. Es ist deshalb Aufgabe der öffentlichen Hand, diese Risiken mit einer langfristig stabilen Einspeisevergütung zu minimieren, die im Bieterwettbewerb ermittelt wird<sup>3</sup>. So wird viel Kapital für den schnellen EE-Ausbau zu günstigen Konditionen für Wirtschaft, Bürger und öffentliche Haushalte eingesetzt.

Die EU-rechtlich erforderliche Refinanzierung („claw-back“) kann über den Strompreis erfolgen, da die EEG-Vergütung für erneuerbaren Strom mittlerweile deutlich gesunken ist<sup>4</sup> und eine Refinanzierung über den Strompreis die Stromkunden somit zukünftig nicht mehr stark belastet. Gesondert davon zu regeln ist ggf. der abnehmende Umfang früherer, höherer Vergütungen, die bis 2034 sukzessive auslaufen.

## **Die bestehende Einspeisevergütung ist effizienter als ein Investitionszuschuss**

Nach überschlägiger Kalkulation der EWG:

- deckt auch ein Zuschuss von 75% der Investition nur etwa 1/3 der über 20 Jahre für eine auskömmliche Rendite erforderliche Einnahmen. Die im Zuge der Transformation resultierenden hohen Risiken für den einzelnen Investor würden deshalb auch bei 75% Investitionszuschuss zu hohen Aufschlägen auf den Strompreis führen und mit der Investitionsbereitschaft auch das Bautempo erneuerbarer Stromerzeugung deutlich senken.
- erfordert der weitere Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung in Deutschland (ohne Netzausbau) noch Investitionen von ca. 900 Mrd. €<sup>5</sup>. Bei 75% Investitionszuschuss müsste die öffentliche Hand dafür insgesamt 675 Mrd. € vorfinanzieren. Auch bei einer Streckung und Refinanzierung („claw-back“) über 20 Jahre bedeutet das eine zusätzliche Verschuldung der öffentlichen Haushalte um bis zu 430 Mrd. €.

Zudem bringt das Instrument „Investitionszuschüsse“ mit sich:

- mehr Bürokratie für Energiewirtschaft und Behörden durch Erstellen und Prüfen von Verwendungsnachweisen.

---

<sup>2</sup> S. 11 der Eckpunkte: „Die Refinanzierung durch Strommarkterlöse ist ... unsicher.“

<sup>3</sup> S. 21 der Eckpunkte: „Um die nötigen Kredite für die Investition zu erhalten bzw. Risikoaufschläge und damit Kosten zu begrenzen, brauchen Investoren (beziehungsweise deren Banken) eine gewisse Erlössicherheit, also einen Vertragspartner, der den Strom idealerweise über diese Zeiträume abnimmt.“ Die Zeiträume, auf die sich die Eckpunkte dabei beziehen, sind 15-20 Jahre.

<sup>4</sup> [Seit 2014 liegt die Einspeisevergütung für PV-Anlagen auf Freiflächen unter 9,5 cent/kWh](#) und damit unter dem [durchschnittlichen Strompreis an der Strombörse in 2023](#).

<sup>5</sup> EWG, Roadmap CO<sub>2</sub>-freies Deutschland, Veröffentlichung September 2024. Werte in Preisen 2023.

- bei jedem neuen Bundeshaushalt ein Risiko, ob die Zuschüsse - trotz wechselnder politischer Mehrheiten, Schuldenbremse, aktueller Gerichtsentscheidungen und zwischenzeitlich auftretender Haushaltsengpässe - verlässlich in der notwendigen Höhe budgetiert werden.
- einen reduzierten Anreiz für hohe Verfügbarkeit und Produktion der Wind- und PV-Anlagen im Vergleich zum aktuellen EEG-Rahmen, bei dem sich deren Investitionen alleine aus den erzeugten kWh finanzieren muss.

Da die Investitionskostenförderung gegenüber der aktuellen EEG-Finanzierung für Strompreise, öffentliche Haushalte und Ausbautempo nur Nachteile hat, sollte sie nicht weiterverfolgt werden (siehe hierzu auch die u.a. Stellungnahme zu „Kapazitätszuschlag“).

## Empfehlungen

Der Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung erfolgt wie bisher im Rahmen des EEG, mit Vergabe im Wettbewerb zu langfristig stabilen Preisen, die mit dem Strompreis<sup>6</sup> refinanziert werden. Das führt zu geringen Risikoaufschlägen und niedrigen Strompreisen, mobilisiert viel Kapital für ein hohes Ausbautempo und entlastet den Bundeshaushalt.

Ergänzend sind die folgenden Anpassungen im EEG sinnvoll und vorrangig:

- Die mit dem EEG so erzielten günstigen und stabilen Strompreise für den ganz überwiegenden Teil der erneuerbaren Stromerzeugung kommen den Stromkunden durch direkte Weiterbelastung zugute<sup>7</sup>. An der Strombörse mit ihren sehr volatilen Preisen werden nur noch die verbleibenden Mengen und Kapazitäten gehandelt.
- Die bundesweite Mengendeckelung, die den Ausbau derzeit noch deutlich und ohne Not bremst, wird aufgehoben.
- Sinnvoll ist dagegen die auch in den Eckpunkten avisierte selektive räumliche Lenkung des Ausbaus, um die hohen, avisierten Netzausbaukosten zu senken<sup>8</sup>.

<sup>6</sup> Bei den in 2024 erfolgten BNetzA-Zuschlägen für die EE-Erzeugung (z.B. [5,1 cent/kWh](#) für PV-Freifläche und [7,3 cent/kWh](#) für Wind OnShore) überlastet das Wirtschaft und Bürger nicht.

<sup>7</sup> Damit entfallen für diese Strommengen auch die mit dem Merit Order Prinzip verbunden Überrenditen (Verkauf aller Strommengen an der Strombörse zum Preis des teuersten, noch benötigten Anbieters).

<sup>8</sup> Wie auch auf S. 11 der Eckpunkte angeregt.

## 2 Flexibilitätspotenziale niederschwellig heben

Je stärker der Stromverbrauch mit der Stromerzeugung aus den volatilen Quellen Wind und PV steigt bzw. sinkt, desto höher ist der Nutzungsgrad von Wind- und PV-Strom. Je gleichmäßiger der Stromverbrauch über den Tag verteilt ist und je näher Erzeuger und Verbraucher liegen, um so weniger Netzkapazität ist erforderlich. Beides kann durch Verlagerung des Stromverbrauchs erzielt werden und senkt die Stromkosten.

Zwischen vollständig konstantem Stromverbrauch und vollständig der volatilen Erzeugung folgendem Stromverbrauch ist dabei ein wirtschaftliches Optimum zu finden, das auch berücksichtigt, wie teuer oder unangenehm eine Verlagerung für Stromkunden ist.

Positiv ist hervorzuheben, dass die Abschnitte „3.3 Lokale Signale“ und „3.4 Nachfrageseitige Potenziale heben“:

- diese Zusammenhänge und Hebel treffend herausstellen.
- vorsehen, die dazu relevanten Verbrauchs- und Standortentscheidungen auch durch zeitlich und regional differenzierte Strompreise und Netzentgelte anzureizen<sup>9,10</sup>.

### Empfehlungen

Diese zeitlich und regional differenzierten Tarife sollten so ausgestaltet sein, dass sich die volkswirtschaftlichen Kosten des Netzausbaus bzw. der Beschaffung steuerbarer Kapazitäten in den Strompreisen widerspiegeln. Das reizt dann die volkswirtschaftlich optimale Verlagerung von Verbrauch und Erzeugung an.

- *Spreizung Netzentgelte* - Netzentgelte werden den EVU entsprechend der tatsächlichen Netz-Inanspruchnahme verursachungsgerecht in Rechnung gestellt, d.h. je höher die Last zu den Spitzenzeiten und je weiter die Stromübertragung ist, desto höher ist das Netzentgelt. Bei Netzentgelten von derzeit 5 cent/kWh ergibt das je nach Entfernung und Lastverteilung eine Spreizung in der Größenordnung von 6-8 cent/kWh. Dies macht verbrauchsnahe und netzdienliche Erzeugung dort rentabel, wo sie günstiger als Netzausbau ist.
- *Spreizung Stromtarife* - Verbrauchsverlagerung ist meist nur praktikabel für einzelne Stunden (z.B. Wärmepumpe mit Speicher) bis maximal einen Tag (z.B. Elektroauto laden). Ein volkswirtschaftlich sinnvoller Anreiz ist deshalb, den

---

<sup>9</sup> Siehe Eckpunkte S. 86 (Netzentgelte) und S. 98 (Strompreise)

<sup>10</sup> Dazu ist wie in den Eckpunkten ebenfalls ausgeführt ein verbreiteter Einsatz „smarter“ Stromzähler erforderlich, die den Verbrauch viertelstündlich erfassen und für die Abrechnung verfügbar machen.



Strompreis zusätzlich zur o.a. Netzentgelt-Spreizung um die Kosten kurzfristig steuerbarer Kapazität zu spreizen (nach Berechnungen der EWG 15-20 cent/kWh).

Diese Spreizung von insgesamt 21-28 cent/kWh wird zu einer deutlichen Verbrauchsverlagerung führen, auch weil bei der erwarteten Verdoppelung des heutigen Stromverbrauchs der Zuwachs v.a. aus Verbrauchern bestehen wird, die um Stunden oder mehr verlagerbar sind (Wärmepumpen, Elektroautos, Wasserstoff-Elektrolyse). Das senkt die Residuallasten deutlich und reizt den eigenwirtschaftlichen Einbau von Batterie- und Wärmespeichern an – was wiederum die Kosten für die zu beschaffenden steuerbaren Kapazitäten senkt (s. nächster Abschnitt).

### 3 Finanzierung des Ausbaus steuerbarer Stromerzeugung

Für die verbleibenden Residuallast ergänzen steuerbare Kapazitäten die volatile Wind- und PV-Erzeugung zu einer zuverlässigen Stromversorgung. Verfügbar sind dabei:

- *Importstrom* aus dem Ausland, die zum jeweiligen Börsenpreis verfügbar sind (in 2023 zu durchschnittlich 15 cent/kWh in Zeiten hoher Residuallast).
- *Kurzfristig steuerbare Kapazitäten* wie Pumpspeicher, Batterien und abschaltbare Lasten zum stundenweisen Ausgleich von Residuallasten im Tagesverlauf. Diese lassen sich nach Berechnung der EWG für ca. 15-20 cent/kWh<sup>11</sup> erzeugen.
- *Längerfristig steuerbare Kapazitäten* wie Biogaskraftwerke oder grüne Wasserstoff-Kraftwerke zum tageweisen Ausgleich länger andauernder Residuallasten. Diese lassen sich nach Berechnungen der EWG für ca. 40-50 cent/kWh<sup>12</sup> erzeugen.

Positiv an Abschnitt 3.2 „Ein Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten“ der Eckpunkte ist, dass:

- steuerbare Kapazitäten - anders als in der im Februar von der Bundesregierung vorgestellten Kraftwerksstrategie, die nur neue „H<sub>2</sub>-Ready“ Erdgaskraftwerke vorsah – technologieoffen beschafft werden sollen und dabei ausdrücklich auch steuerbare Biogaskraftwerke vorgesehen sind. Das ermöglicht den wirtschaftlichsten Mix von Erzeugungs-, Speicherungs- und Laststeuerungs-Optionen.
- steuerbare Kapazitäten, die notwendigerweise mehr pro kWh kosten als der volatile Wind- und PV-Strom, separat und zu anderen Konditionen beschafft werden sollen.

---

<sup>11</sup> EWG, Roadmap CO<sub>2</sub>-freies Deutschland, Veröffentlichung September 2024. Werte in Preisen 2023.

<sup>12</sup> EWG, Roadmap CO<sub>2</sub>-freies Deutschland, Veröffentlichung September 2024. Werte in Preisen 2023.

- Stromversorger die Letztverantwortung für die zuverlässige Stromversorgung ihrer Kunden und damit für die Beschaffung der steuerbaren Energieerzeugung tragen.

### **Kapazitätzahlungen in unbekanntem Rechtsrahmen sind teurer als Flexibilitätszuschläge aus dem EEG**

Kritisch ist der mit den Eckpunkten vermittelte Eindruck, dass zu folgenden Themen bereits politische Setzungen bestehen, ohne dass wichtige alternative Optionen erkennbar durchdacht, einer vergleichenden Bewertung unterzogen oder gar erprobt wurden:

- Im EEG ist bereits ein Kapazitätsmechanismus angelegt (Flexibilitätszuschlag nach §50a EEG). Nun soll ohne erkennbare Begründung statt diesem bestehenden Instrument und *Rechtsrahmen* ein im deutschen Strommarkt noch nicht erprobtes Instrument (Kapazitätzahlungen) mit noch ungenanntem Rechtsrahmen genutzt werden.
- Aus den vorliegenden Unterlagen ist nicht erkennbar, zu welchem Anteil die Kapazitätzahlungen die Lebenszykluskosten der steuerbaren Erzeugung abdecken sollen. Wenn deren Lebenszykluskosten sich zu einem entscheidungsrelevanten Anteil aus dem Stromverkauf am volatilen Strommarkt finanzieren sollen, ist das volkswirtschaftlich nicht sinnvoll: die derzeit relativ zuverlässige *Vollfinanzierung* über die EEG-Vergütung im Wettbewerb sichert – wie in Abschnitt 2 dieser Stellungnahme bereits ausgeführt - niedrigere Risikoaufschläge und damit auch niedrige Preise.

Wenn Anbieter die hohen Investitionen in diesem Marktumfeld zu relevantem Anteil durch schwer prognostizierbare Einnahmen am Strommarkt finanzieren, führt das zu höheren Preisen, weniger Kapitaleinsatz und damit zu weniger Ausbautempo.

Wenn es aus Sicht der Bundesregierung Gründe gibt, warum die Kapazitätzahlungen dennoch die volkswirtschaftlich besseren Effekte ergeben, sollte sie das darlegen und durch Ausschreibungen auch nachweisen, ehe eine solche Systemumstellung erfolgt. Das ist in den Eckpunkten aber bisher nicht erfolgt.

- Der *Staat* soll für die Kapazitätzahlungen das *Marktrisiko übernehmen* und aus Einnahmen für damit erworbene, handelbare Kapazitätzertifikate refinanzieren. Wie problematisch eine Verlagerung des Marktrisikos in den Bundeshaushalt ist, zeigt sich gerade bei der Belastung des Bundeshaushalts mit den Marktrisiken der Wind- und PV-Erzeugung. Zudem macht eine Vorfinanzierung aus dem Bundeshaushalt das Ausbautempo abhängig von Jahr zu Jahr zu treffenden Haushaltsbeschlüssen.

## Zuschaltbare Abnehmer sind ebenso zu beschaffen wie zuschaltbare Kapazitäten

In den Eckpunkten ist dargestellt, dass zuschaltbare Lasten wie Elektrolyseure erforderlich sind, um verbleibende Erzeugungsspitzen zu nutzen anstatt abzuregeln und damit den erzeugten Wind- und PV-Strom zugunsten von Strompreis und Klimaentlastung vollständiger zu nutzen. Kritisch ist anzumerken, dass sich die Eckpunkte nur mit netzdienlichen Standorten der Elektrolyseure befassen, anstatt auch mit der zeitlichen Steuerung deren Stromabnahme. Dies ist sinnvoll in Abschnitt 3.2 „Ein Investitionsrahmen für steuerbare Kapazitäten“ der Eckpunkte zu integrieren.

### Empfehlungen

Bis eine CO<sub>2</sub>-freie Energieversorgung erreicht ist, werden auch steuerbare Kapazitäten **vorrangig im Rahmen des EEG** beschafft, mit Vergabe im Wettbewerb zu langfristig stabilen Preisen<sup>13</sup>, die sich mit dem Strompreis refinanzieren. Die Beschaffung erfolgt dabei technologieoffen aus erneuerbaren Quellen. Das führt zu geringen Risikoaufschlägen und niedrigen Strompreisen, mobilisiert viel Kapital für ein hohes Ausbautempo und entlastet den Bundeshaushalt. Wenn Stromversorger steuerbare Kapazitäten günstiger selbst beschaffen können („**dezentrale Komponente**“), steht ihnen das frei.

Die steuerbaren Kapazitäten werden **schrittweise** jeweils **für die** in den nächsten Jahren nach den Netzplanungen der Verteilnetzbetreiber **absehbaren regionalen Residuallasten** beschafft, in folgender kostenminimierender **Rangfolge**:

- Importstrom, wenn dieser kostengünstiger ist als kurzfristig steuerbare Kapazitäten
- Kurzfristig steuerbare Kapazitäten
- Längerfristig steuerbare Kapazitäten für die mit Importstrom und kurzfristig steuerbaren Kapazitäten nicht wirtschaftlicher abdeckbaren Residuallasten

Nach demselben Verfahren erfolgt die Beschaffung **steuerbarer Abnehmer** für regionale „Residualspitzen“ (Erzeugung über dem Verbrauch).

---

<sup>13</sup> Nur Importstrom wird über die Strombörse beschafft.

## Gesamteffekte

Mit Umsetzung dieser Empfehlungen ergibt sich auf Basis eingeführter Instrumente (Einspeisevergütung, Flexibilitätszuschlag) und Rechtsrahmen (EEG) eine netzdienliche und CO<sub>2</sub>-freie Stromerzeugung mit Kosten von etwa 10 cent/kWh. Davon verursacht die volatile Wind- und PV-Erzeugung etwa 6 cent/kWh und die steuerbare Stromerzeugung etwa 4 cent/kWh.<sup>14</sup> Durch Umlage auf den Strompreis entstehen dem Bundeshaushalt keine neuen Belastungen.

Wenn von diesen eingeführten Instrumenten und Rechtsrahmen abgewichen wird, sollte das in Erprobungen nachweislich bessere Effekte für den Strompreis, den Bundeshaushalt und für das EE-Ausbautempo erzielen. Erst dann sollten diese anderen Instrumente und Rechtsrahmen verbindlich und breit eingesetzt werden.

---

<sup>14</sup> EWG, Roadmap CO<sub>2</sub>-freies Deutschland, Veröffentlichung September 2024. Werte in Preisen 2023. Noch günstigere Ergebnisse finden sich z.B. bei [Veronika Grimm et al.](#) (Prof. Dr. Veronika Grimm, Mitglied des Sachverständigenrates Wirtschaft)